

引用格式:葛政俊, 谌廷姗, 王智林, 等. 苏北盆地高邮凹陷页岩油产能主控因素研究[J]. 油气藏评价与开发, 2026, 16(2): 353-362.  
GE Zhengjun, CHEN Tingshan, WANG Zhilin, et al. Research on main controlling factors of shale oil productivity in Gaoyou Sag, Subei Basin[J].  
Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2026, 16(2): 353-362.  
DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2024426

## 苏北盆地高邮凹陷页岩油产能主控因素研究

葛政俊, 谌廷姗, 王智林, 洪亚飞, 姚 远, 夏步余, 卢显荣, 汪伟林  
(中国石化江苏油田分公司勘探开发研究院, 江苏 扬州 225009)

**摘要:** 苏北盆地高邮凹陷阜宁组二段(以下简称阜二段)是中国东部陆相页岩油勘探开发的重要层系之一,页岩油资源丰富,已成为江苏油田当前增储上产的重要接替领域。目前,该区带仍处于勘探评价阶段,全区共有8口试采井陆续投产,基于8口试采井开展生产特征与规律分析,明确了页IV亚段较页V亚段具有见油早、含水下降快、初期产能高等动态特征,提出了采用3.0~4.0 mm油嘴进行控压生产,以实现延长自喷期及长期稳产。结合研究区地质背景与工程实践,构建了涵盖地质、工程与开发3大类共16项参数的综合评价体系,其中,地质参数包括TOC(总有机碳)含量、 $S_1$ (游离烃)、成熟度、压力系数以及岩相类型,工程参数包括水平段长度、加砂强度、用液强度、改造体积以及缝网复杂程度,开发参数则包括焖井时间、开井压力、稳定含水时油压、稳定含水时返排率、千吨液降以及含水下降速度。通过统计分析 with 多参数相关性综合研究,明确了影响产能的关键控制要素:地质因素方面,TOC含量、压力系数与岩相类型是决定储层含油性 with 能量基础的核心参数;工程因素方面,用液强度与缝网复杂程度对有效改造体积 with 导流能力具有显著影响;开发因素方面,稳定含水时油压、稳定含水时返排率以及含水下降速度,直接反映了储层能量保持水平 with 压裂液置换效率,是评价开发效果的重要动态指标。研究成果识别了高邮凹陷阜二段页岩油产能的关键控制因素,深化了对该区页岩油生产规律的认识,为后续页岩油EUR(最终可采储量)预测和效益开发策略的制定提供了科学依据 with 实践指导。

**关键词:** 高邮凹陷;多因素相关性分析;含水下降速度;岩相类型;缝网复杂程度;返排率

中图分类号:TE35

文献标识码:A

### Research on main controlling factors of shale oil productivity in Gaoyou Sag, Subei Basin

GE Zhengjun, CHEN Tingshan, WANG Zhilin, HONG Yafei, YAO Yuan, XIA Buyu, LU Xianrong, WANG Weilin

(Research Institute of Exploration and Development, Sinopec Jiangsu Oilfield Company, Yangzhou, Jiangsu 225009, China)

**Abstract:** The second member of the Funing Formation (hereinafter referred to as the Fu-2 member) in the Gaoyou Sag of the Subei Basin is one of the important strata for continental shale oil exploration and development in eastern China. It is rich in shale oil resources and has become a crucial successor field for increasing reserves and production in the Jiangsu oilfield. At present, this zone is still in the exploration and evaluation stage, with a total of 8 pilot production wells put into production successively. Based on the analysis of production characteristics and patterns of these wells, it was clarified that compared with sub-member V, sub-member IV exhibited dynamic characteristics such as earlier oil breakthrough, faster water-cut decline, and higher initial productivity. The study proposed to adopt controlled-pressure production using a 3.0-4.0 mm choke to extend the flowing period and achieve long-term stable production. By integrating the geological background and engineering practices of the research area, a comprehensive evaluation system was established, encompassing 16 parameters in three categories: geological, engineering, and development factors. Geological parameters included total organic carbon (TOC) content, free hydrocarbon ( $S_1$ ), maturity, pressure coefficient, and lithofacies type. Engineering parameters include horizontal section length, sand and fluid addition intensity, stimulated reservoir volume, and fracture network complexity. Development parameters include soaking time, well-opening pressure, oil pressure at stabilized water cut, flowback rate at stabilized water cut, hydraulic pressure drop per thousand tons of fluid, and water-cut decline rate. Through statistical analysis and comprehensive multi-parameter correlation analysis, the key controlling factors affecting productivity were clarified. For geological factors, TOC content, pressure coefficient, and lithofacies type were the core parameters determining reservoir oil-bearing potential and energy foundation. For engineering factors, fluid addition intensity and fracture network complexity had a significant impact on effective stimulated reservoir volume and flow conductivity. For

收稿日期:2024-12-18。

第一作者简介:葛政俊(1981—),男,硕士,高级工程师,从事油气开发研究工作。地址:江苏省扬州市邗江区文汇西路1号,邮政编码:225009。

E-mail: gezj.jsyt@sinopec.com

通信作者简介:王智林(1988—),男,博士,副研究员,从事油田开发及CCUS方面的研究。地址:江苏省扬州市邗江区文汇西路1号,邮政编码:

225009。E-mail: wangzl\_1.jsyt@sinopec.com

基金项目:中国石化科技部项目“内陆断陷湖盆断块型页岩油勘探开发技术”(P23189);中国石化科技部项目“复杂断块页岩油提升EUR压裂关键技术研究”(P24219)。

development factors, oil pressure at stabilized water cut, flowback rate at stabilized water cut, and water-cut decline rate directly reflected the reservoir energy maintenance capacity and fracturing fluid displacement efficiency, serving as important dynamic indicators for evaluating development effectiveness. This study identifies the key controlling factors of shale oil productivity in the Fu-2 member of the Gaoyou Sag, deepens the understanding of shale oil production patterns in this area, and provides a scientific basis and practical guidance for subsequent shale oil estimated ultimate recovery (EUR) prediction and the formulation of cost-effective development strategies.

**Keywords:** Gaoyou Sag; multi-factor correlation analysis; water-cut decline rate; lithofacies type; fracture network complexity; flowback rate

在当今全球能源转型的背景下,页岩油作为非常规油气资源,其储量丰富、分布广泛,成为了保障能源安全的重要补充<sup>[1-2]</sup>。苏北盆地高邮凹陷阜宁组二段(以下简称阜二段)页岩油取得战略性突破<sup>[3]</sup>,引起了石油行业的广泛关注。2021年以来,该地区按照“点上突破、层上拓展、面上展开”思路在阜二段实施了8口页岩油专探井,其中hy1HF井并取得阜二段页V亚段页岩油勘探突破<sup>[4-7]</sup>,累产油量超万吨;h2cHF井利用老井侧钻取得阜二段页IV亚段页岩油勘探突破,累产油量超 $3 \times 10^4$  t。目前8口井累产油量已超 $10 \times 10^4$  t,累产气量为 $970 \times 10^4$  m<sup>3</sup>,实际生产效果证实了阜二段页岩油具有巨大的经济价值及开发前景。然而,与常规油气藏相比,页岩油具有独特的地质特征和复杂的流体流动机制<sup>[8-12]</sup>,生产规律表现出显著的特殊性和复杂性。因此,深入研究页岩油的生产规律及其主要影响因素,对于提高页岩油的采收率和经济效益具有重要的意义。

前人研究表明,页岩油的生产规律与地质条件密切相关,包括有机质成熟度、总有机碳含量、矿物组分和孔隙结构等因素<sup>[13-16]</sup>。这些因素影响页岩油的赋存状态,决定了页岩油的可动性和产量,通过对这些影响因素的深入研究,揭示页岩油的富集机理,对于预测页岩油的潜力和优化开发策略具有指导作用<sup>[17]</sup>。孙龙德等<sup>[8]</sup>评价了古龙页岩油不同层位的生产特征及分布规律,在常规产油指数计算方法基础上,引入水平段长度、压裂加液量、加砂量、裂缝条数、开发井距等参数作为评价标准,提出了古龙页岩油轻质油带核心区产能高于边部斜坡区的认识,产量具有特殊的双曲递减特征;赵贤正等<sup>[9]</sup>针对沧东凹陷孔二段高频纹层、高有机质丰度、高脆性矿物含量、低黏土含量、微纳米孔缝集群式发育的地质特征,研究揭示了页岩油自喷生产阶段产量呈指数递减、机抽采油阶段产量呈台阶状递减后再趋于稳定的递减规律,并指出采出油烃类组分比例与日产油量呈正相关性。研究是在地质条件研究的基础上,通过对地质、工程、开发参数及生产数据的多因素相关性分析,判别影响页岩油产量的主控因素,明确高邮凹陷阜二段页岩油生产特征与规律<sup>[18-19]</sup>,为预测页岩油井全生命周期产量和制定有效的生产策略提供依据;并针对不同生产阶段的特点,提出优化管理建议,以期通过精细化管理提高页岩油井的产量和经济效益,推动高邮凹陷页岩油产量的可持续发展。

## 1 高邮凹陷页岩油地质特征

苏北盆地高邮凹陷阜二段为古新世坳陷期沉积,整体为一套富含有机质半深湖—深湖相暗色泥页岩,纵向厚度大,分布范围广,资源量大,同时具有断层发育,非均质性,储集物性较好,孔缝介质复杂,弱超压,中低有机质丰度,中等成熟度 $R_o$ (镜质体反射率)等特征<sup>[4-5]</sup>,具体表现为:

1) 页岩厚度大。阜二段形成于盆地演化坳陷期,自西向东,水体逐渐加深,页岩广泛发育,厚度介于200~350 m;有机质丰度逐渐增高,页岩中长英质和灰云质含量逐渐降低。

2) 非均质性强。阜二段形成于湖侵体系域,共发育3个水进型四级层序,古水深早浅晚深,古气候早干晚湿,古盐度早咸晚淡,古生产力早低晚高,沉积环境纵向演化造成页岩特征和品质发生周期性变化。

3) 断层发育,构造复杂。花庄有利区断距小于50 m的五级断层及微断层密度介于2.0~4.5条/km,不同级别断层将阜二段页岩切割、错断形成若干长条形复杂断块<sup>[20]</sup>,断块平均长为8 km,宽为1 km;断块短轴方向与水平最小主应力一致。

4) 储集空间类型多样,孔缝系统复杂,储集和流动通道较好。阜二段页IV亚段、页V亚段各小层孔隙度均大于4%;储集空间以层理缝、构造缝、碳酸盐岩条带内剪切缝和溶蚀孔洞、长英质纹层粒间孔等无机孔为主;孔隙结构呈多峰分布,孔径主体介于100~1 000 nm,局部发育微米级孔隙。

5) 中低TOC含量。TOC含量主要介于0.5%~2.5%,平均为1.2%,自上而下逐渐降低; $S_1$ 介于1~5 mg/g;地面原油密度介于0.80~0.88 g/cm<sup>3</sup>,50℃条件下原油黏度介于3.0~57.6 mPa·s。

6) 成熟度 $R_o$ 中等,弱超压。断层切割和差异沉降导致各凹陷阜二段页岩保存条件和成熟度存在差异,高邮凹陷花庄有利区成熟度 $R_o$ 介于0.8%~1.0%,地层压力系数介于1.3~1.6。

## 2 高邮凹陷页岩油生产特征

### 2.1 生产动态特征

高邮凹陷阜二段共投产页岩油井8口,其中页IV、页

V亚段各3口,跨页IV、页V亚段合采井2口,单井峰值日产量介于18.2~79.5 t,稳定含水介于30%~73%,不同亚段生产动态特征存在明显差异。

1) 见油及含水特征

页岩油井经过大规模改造后产油能力受到含水及其动态变化的显著影响,因而含水(尤其是稳定含水)是衡量产油量的重要指标之一。高邮凹陷阜二段投产井见油时间及含水下降速度有明显的差异,其中,页IV亚段生产井见油早、含水下降快,开发效果相对更优。

页IV亚段主要发育长英质-黏土质混积页岩和黏土质长英页岩,岩心捕泡法和流体核磁自吸实验表现出亲水性特征,渗吸实验到达平衡的时间介于7~15 d<sup>[18-23]</sup>,压裂后焖井压力日压降达到稳定的时间介于7~15 d,开井1~3 d见油。30 d含水降至34%~75%,100~180 d降至稳定含水34%~60%,稳定含水较低(图1)。

页V亚段发育长英质-灰云质混积页岩和长英质-黏土质混积页岩,润湿性为中性和偏亲油,渗吸实验到达平衡的时间介于15~25 d,压裂后焖井压力日压降达到稳定的时间介于10~22 d,开井7 d以上见油。30 d含水降至86.4%~100.0%,135~340 d降至稳定含水63%~73%,稳定含水明显高于页IV亚段(图1)。跨页IV、页V亚段合采井见油时间、含水下降速度与页V亚段生产井相近。

2) 压力特征

高邮凹陷阜二段hy7HF井区成熟度 $R_o > 0.9\%$ ,原始压力系数1.6以上,压后开井初始油压高,为36.5 MPa;其他井井区成熟度 $R_o$ 介于0.8%~0.9%,原始压力系数介于1.30~1.45,压后开井初始油压相对较低,介于23~26 MPa(图2),hy1HF井受邻井压裂干扰、hy3HF井扫塞作业后油压有所回升。

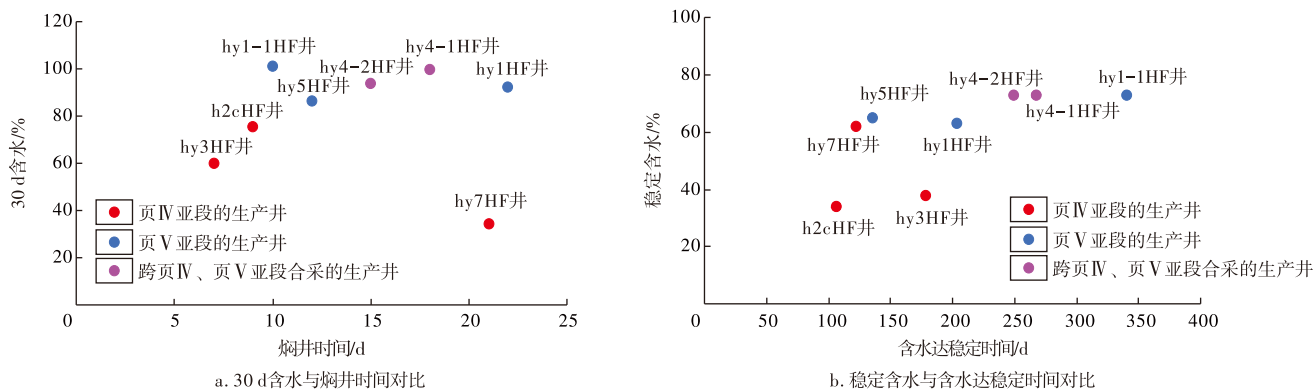


图1 高邮凹陷阜二段8口页岩油井含水、含水达稳定时间对比

Fig. 1 Water cut and water-cut stabilization time comparison for 8 shale oil wells in Fu-2 member, Gaoyou Sag

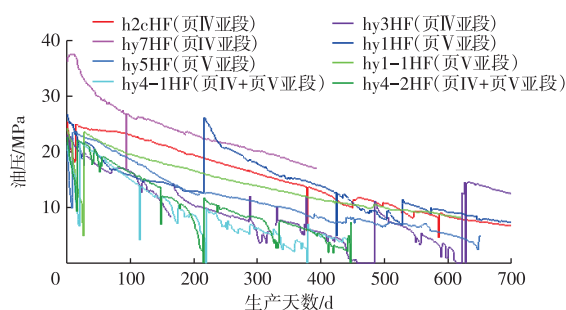


图2 高邮凹陷阜二段8口页岩油井油压随时间变化曲线

Fig. 2 Oil pressure vs. time variation curves for 8 shale oil wells in Fu-2 member, Gaoyou Sag

在压降速度上,hy7HF井初期压力递减最快,平均日压降为0.049 MPa;其次,页IV、页V亚段合采井受跨断层影响,压降速度较快,平均日压降为0.040 MPa;其他井压降速度相对较慢,平均日压降介于0.025~0.029 MPa(图3)。

在压力利用率上,页IV亚段生产井千吨液压降介于

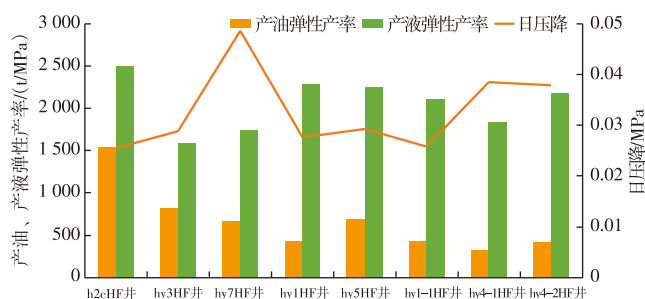


图3 高邮凹陷阜二段8口页岩油井产油、产液弹性产率与日压降对比

Fig. 3 Comparison of oil production, elastic fluid productivity, and daily pressure drop for 8 shale oil wells in Fu-2 member, Gaoyou Sag

0.40~0.63 MPa,受hy3HF井井筒套变、hy7HF井尚未扫塞影响,千吨液压降较大,但含水下降快,稳定含水低,压力利用率高,产油弹性产率介于670~1 520 t/MPa;页V亚段生产井千吨液压降介于0.44~0.47 MPa,含水下降慢,稳定含水高,压力利用率相对较低,产油弹性产率介

于430~680 t/MPa;跨页IV、页V亚段合采井千吨液压降介于0.45~0.54 MPa,含水下降慢,稳定含水高,压力利用率低,产油弹性产率介于320~420 t/MPa。

### 3) 产油特征

高邮凹陷阜二段投产井产量层间、层内均有差异,页IV亚段生产井产油量高,采用3.0~4.0 mm油嘴峰值日产油量介于42.0~79.5 t,投产至目前平均日产油量介于25~40 t;页V亚段采用3.0~4.0 mm油嘴峰值日产油量介于18~40 t,平均日产油量介于11~20 t;跨页IV、页V亚段合采井产油量低于页V亚段(图4)。将8口生产井划分为高初产稳定型、中高初产递减型、持续低产型3种模式。

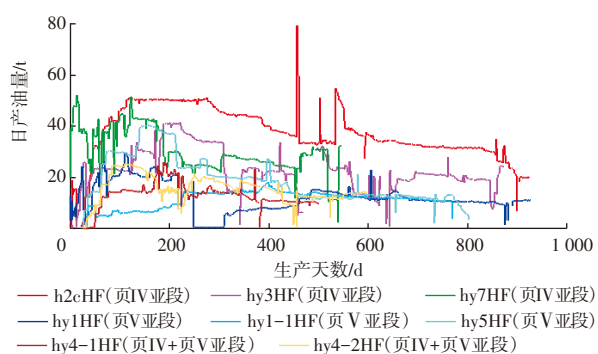


图4 高邮凹陷阜二段8口页岩油井日产油量随生产时间变化曲线

Fig. 4 Daily oil production vs. production time variation curves for 8 shale oil wells in Fu-2 member, Gaoyou Sag

其中,h2cHF井采用4.0 mm油嘴峰值日产油量为79.5 t,采用3.5 mm油嘴日产油量50 t以上连续生产170 d,生产780 d平均日产油量为39 t,为高初产稳定典型井。该井穿行层位页IV3—页IV7小层,压裂水平段长为1 078 m,加砂2 461.2 m<sup>3</sup>,压裂液为11 1896 m<sup>3</sup>。阜二段页岩不同岩性及岩相组合的生油、含油、储集条件和润湿性存在差异,在高邮凹陷花庄地区阜二段识别出3种典型的岩性组合,分别是混积页岩夹白云石条带组合、单纯的混积页岩和混积页岩夹粉砂岩条带或纹层组合,其中,混积页岩夹白云石条带组合纹层发育,生油性和含油性较好;孔隙类型多样,以中大孔为主;特别是白云石条带内剪切缝发育,与基质孔共同形成多级孔、缝系统协同发育的储集空间,为最优岩相组合。例如,h2cHF井靶窗内为混积页岩夹白云石条带岩相组合,且厚度占比较高,示踪剂监测显示该岩相组合对应的水平段排采产油贡献率高、含水下降快。其储层以亲水性为主,油水渗吸置换效率高,使得该井含水下降快,长期维持高产的重要因素。另外,压裂后宏观裂缝和微尺度裂缝组成的复杂缝网与基质的有效组合,裂缝、基质相互沟通,以及原始地层压力系数高也是该井保持较强供给能力、压力下降慢实现稳产的关键因素。

hy5HF井采用4.0 mm油嘴峰值日产油量为40.6 t,采用3.5~4.0 mm油嘴日产油量30 t以上连续生产120 d,生产660 d平均日产油量为20 t,为中高初产递减典型井。该井穿行层位为页V6、页V7小层,为I类“甜点”层,压裂水平段长为1 547 m,加砂3 853.8 m<sup>3</sup>,压裂液为126 017.3 m<sup>3</sup>,靶窗内以长英质-灰云质混积页岩为主,储层润湿性为中性偏油湿,含水较页IV亚段下降慢。另外,高邮凹陷阜二段页V亚段底板泥岩厚度为17 m,厚度薄且裂缝和粉砂岩条带发育,而页IV亚段底板泥岩厚度为39 m,裂缝和粉砂岩条带相对不发育,从而导致页V亚段地层压力系数较页IV亚段低,保存条件相对较差,也存在页V6小层页岩油向下排出进入阜一段成藏,造成页V亚段底部含油性相对较差,含水高。与穿行大靶窗的hy1HF井相比hy5HF井含水下降速度快,油水置换效率高。

hy1-1HF井采用3.5 mm油嘴峰值日产油量为18.2 t,日产油量15 t以上连续生产34 d,生产730 d平均日产油量为11 t,为持续低产典型井。该井穿行层位为页V6、页V7小层,压裂水平段长为1 950 m,加砂4 575 m<sup>3</sup>,压裂液为153 567 m<sup>3</sup>,距离同层位hy1HF井300 m,井区断裂及微裂缝较发育,邻井生产时间长、关井恢复时间短,在老井间存在低压区,加剧了该侧裂缝延伸趋势,断层与人工缝构成复杂通道,大量压裂液积聚,形成高压储水区域,生产阶段优先排水,导致压后新老井含水下降缓慢,产量低,生产过程中通过缩小两井间压差不断降低井间干扰程度。

## 2.2 产量递减规律分析

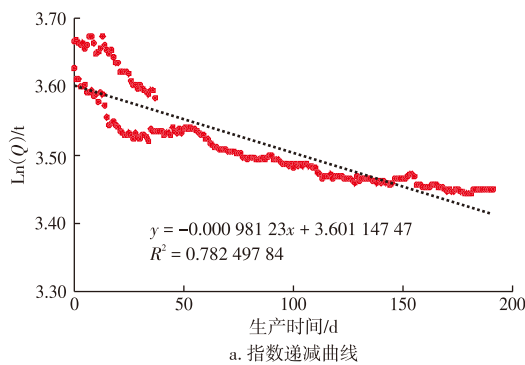
北美页岩油产量前两年递减较大,其中,第1年递减介于70%~85%,第2年递减介于27%~46%,呈现指数递减特征。中国勘探开发时间较早的长庆庆城、新疆吉木萨尔等页岩油产量为指数递减,首年递减介于60%~80%,而油气同出的古龙页岩,产量具有特殊的双曲递减特征,首年递减率仅为14.5%<sup>[10,24]</sup>。高邮凹陷阜二段页岩油具有独特的地质开发特征,探索递减规律,以明确适合其特点的EUR预测方法可为页岩油生产效果评价及开发方案制定提供科学依据。高邮凹陷页岩油井均采用3.0~4.0 mm小油嘴控压生产,且含水降至稳定期时间较长,期间产量呈上升或稳定趋势时间长。研究选取生产时间较长、生产过程中工作制度相对固定、目前含水稳定、产量呈现递减趋势的h2cHF井利用改进的Arps递减曲线分析法进行递减规律分析和产量预测。

页岩油井早期、中期含水处于下降或稳定期,此阶段地层压力、裂缝导流能力、地层供液能力均较高,产量递减慢,较符合双曲递减,但容易出现递减指数大于1的情况,预测产量趋于无穷大;而后期含水处于稳定或上升期,此

阶段地层压力、裂缝导流能力、地层供液能力均较低,产量递减快,较符合指数递减。因此,为了避免出现预测产量趋于无穷大这种情况发生,在后期将双曲递减关系式转换成指数递减<sup>[24]</sup>,即“双曲-指数”混合递减模型。

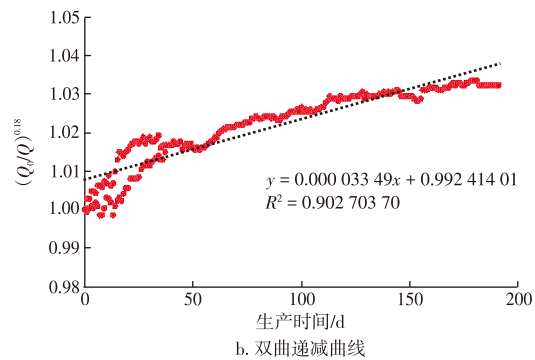
$$q = \frac{q_i}{(1 + mD_i t)^{1/m(1 - D_\infty/D_i)} e^{D_\infty t}} \quad (1)$$

式中: $D_i$ 为所选拟合时间段内初始时刻的递减率,单位 $d^{-1}$ ; $D_\infty$ 为时间趋于无穷大时的递减率,单位 $d^{-1}$ ; $m$ 为时间系数; $t$ 为生产时间,单位 $d$ ; $q_i$ 为所选拟合时间段内第1天的产油量,单位 $t$ ; $q$ 为第 $t$ 天的产油量,单位 $t$ ; $e$ 为自然常数。



h2cHF井递减阶段产量与时间关系如图5所示,其中图5a为指数递减曲线,计算首年年递减率为32.4%;图5b为双曲递减曲线,计算首年年递减率为9.3%,预测EUR分别为 $4.6 \times 10^4 t$ 和 $5.1 \times 10^4 t$ (图6)。

混合递减模型初始日产油量取值为36.5 t,初始递减率根据实际递减阶段产量取值为 $0.002 d^{-1}$ ,时间系数根据实际递减阶段产量拟合确定为0.18,试算确定时间趋于无穷大时的递减率,取值后带入混合递减模型,预测EUR为 $4.8 \times 10^4 t$ ,预测结果与试井软件预测值基本一致,该模型已应用于高邮凹陷页岩油EUR快速预测。



注:Ln(Q)为产量对数; $Q_0/Q$ 为无因次产量。

图5 h2cHF井递减阶段产量对数、无因次产量与时间关系

Fig. 5 Logarithmic and dimensionless production vs. time during decline stage for well h2cHF

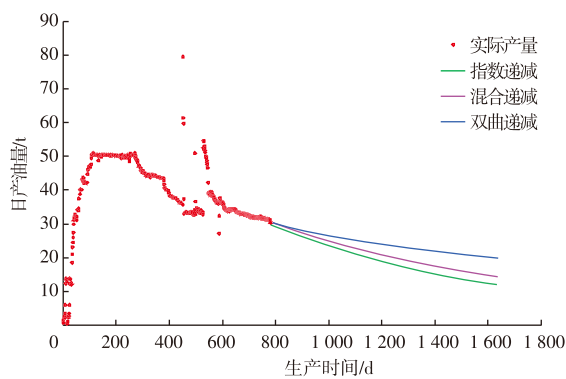


图6 h2cHF井不同产量预测方法对比

Fig. 6 Comparison of different production prediction methods for well h2cHF

### 3 高邮凹陷页岩油产能主控因素分析

苏北盆地高邮凹陷页岩油见油时间、含水下降速度和产能等生产特征存在明显差异。为明确产能主控因素,选取TOC含量、 $S_1$ 、成熟度、压力系数和岩相类型5个地质参数,水平段长度、加砂强度、用液强度、改造体积和缝网复杂程度5个工程参数,焖井时间、开井压力、稳定含水时油压、稳定含水时返排率、千吨液压降和含水下降速度6个开发参数,合计16个参数为自变量;选取见油后

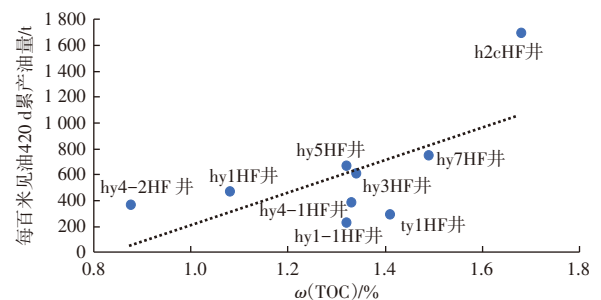
平均日产油量,见油420 d累产油量为因变量,开展相关性和敏感性分析,以下简称“556”产能主控因素研究<sup>[25-33]</sup>。

#### 3.1 单因素特征分析

首先开展“556”特征参数与累产油量的单因素分析,典型参数的相关性特征如下:

1) TOC含量与累产油量呈现较强的正相关性,随着TOC含量的增大,见油后每百米水平段420 d累产油量相应增加(图7)。

2) 压力系数与累产油量有一定的相关性,压力系数反映原始地层能量的大小,随着生产时间的增加,每百米



注: $\omega(\text{TOC})$ 为TOC含量,%。

图7 TOC含量与每百米见油420 d累产油量关系

Fig. 7 Relationship between TOC content and cumulative oil production per 100 m at 420 days of oil breakthrough

见油 420 d 累产油量与压力系数的相关性逐渐增大(图 8)。

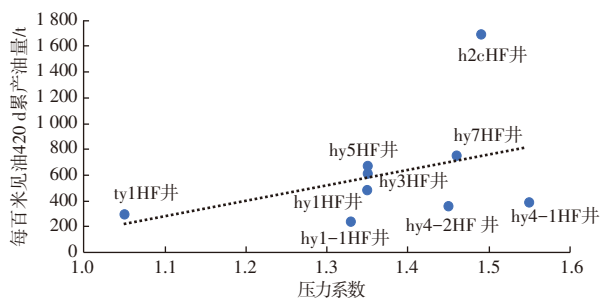


图 8 压力系数与每百米见油 420 d 累产油量关系

Fig. 8 Relationship between pressure coefficient and cumulative oil production per 100 m at 420 days of oil breakthrough

3) 用液强度与累产油量呈现明显的正相关性,随着用液强度的增加,地层能量提升幅度越大,每百米见油 420 d 累产油量越高(图 9)。

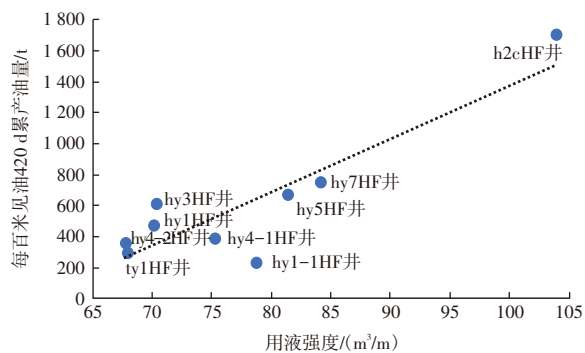


图 9 用液强度与每百米见油 420 d 累产油量关系

Fig. 9 Relationship between fluid addition intensity and cumulative oil production per 100 m at 420 days of oil breakthrough

4) 通过对各井压裂后各段进行 G 函数分析,确定出形成复杂缝网的压裂段<sup>[34]</sup>,将形成复杂缝网的压裂段占比定义为缝网复杂程度。缝网复杂程度与累产油量存在明显的正相关性,缝网越复杂,基质与裂缝接触和沟通的通道越多,渗吸置换接触面积越大,基质中的游离油能够克服一定的阻力进入裂缝系统,每百米见油 420 d 累产油量相应增加(图 10)。

5) 稳定含水时油压与累产油量具有较好的正相关性,稳定含水时油压越高,含水稳定期生产时间越长,每百米见油 420 d 累产油量越高(图 11)。

6) 稳定含水时返排率与累产油量具有明显的负相关性,页岩油井投产早期,会出现含水快速下降的阶段。当含水下降速度越快时,到达含水稳定期的时间越短,对应的稳定含水时返排率更小,含水稳定生产时间更长,每百米见油 420 d 累产油量越高(图 12)。

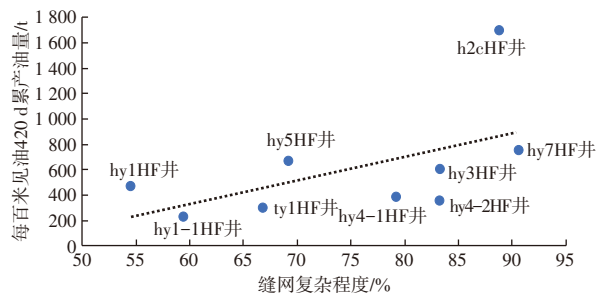


图 10 缝网复杂程度与每百米见油 420 d 累产油量关系  
Fig. 10 Relationship between fracture network complexity and cumulative oil production per 100 m at 420 days of oil breakthrough

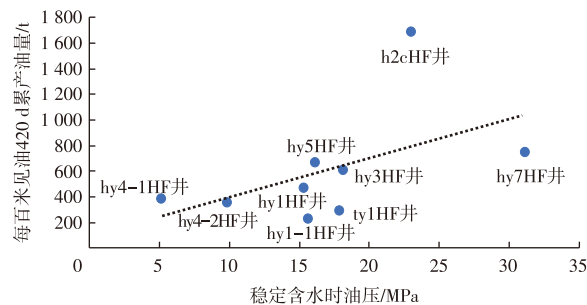


图 11 稳定含水时油压与每百米见油 420 d 累产油量关系  
Fig. 11 Relationship between oil pressure at stabilized water cut and cumulative oil production per 100 m at 420 days of oil breakthrough

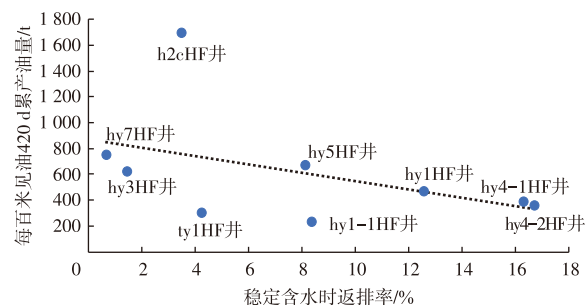


图 12 稳定含水时返排率与每百米见油 420 d 累产油量关系  
Fig. 12 Relationship between flowback rate at stabilized water cut and cumulative oil production per 100 m at 420 days of oil breakthrough

### 3.2 产能主控因素分析

基于上述单因素产量分析,为研究各因素对产能影响的程度,找出主控因素,在对各变量参数进行归一化处理的基础上,采用 Pearson 相关系数法计算出归一化后自变量与因变量的相关系数,见式(2)。部分归一化后的数据如表 1 所示。

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2 \cdot \sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2}} \quad (2)$$

表1 归一化后部分参数取值  
Table 1 Values of some parameters after normalization

| 井名      | 自变量                  |      |        |         |          |      | 因变量         |
|---------|----------------------|------|--------|---------|----------|------|-------------|
|         | $\omega(\text{TOC})$ | 用液强度 | 缝网复杂程度 | 稳定含水时油压 | 稳定含水时返排率 | 压力系数 | 见油420 d累产油量 |
| hy1HF   | 0.64                 | 0.68 | 0.60   | 0.49    | 0.75     | 0.87 | 0.28        |
| hy1-1HF | 0.79                 | 0.76 | 0.66   | 0.50    | 0.50     | 0.86 | 0.14        |
| hy5HF   | 0.79                 | 0.78 | 0.76   | 0.52    | 0.48     | 0.87 | 0.40        |
| h2cHF   | 1.00                 | 1.00 | 0.98   | 0.74    | 0.21     | 0.96 | 1.00        |
| hy7HF   | 0.89                 | 0.81 | 1.00   | 1.00    | 0.04     | 0.94 | 0.44        |
| hy3HF   | 0.80                 | 0.68 | 0.92   | 0.58    | 0.08     | 0.87 | 0.36        |
| hy4-1HF | 0.79                 | 0.72 | 0.87   | 0.16    | 0.98     | 1.00 | 0.23        |
| hy4-2HF | 0.52                 | 0.65 | 0.92   | 0.32    | 1.00     | 0.94 | 0.21        |
| ty1HF   | 0.84                 | 0.65 | 0.74   | 0.57    | 0.25     | 0.68 | 0.18        |

式中: $r$ 为Pearson相关系数; $X_i$ 为第*i*个自变量; $Y_i$ 为第*i*个因变量; $\bar{X}$ 为*n*个自变量平均值; $\bar{Y}$ 为*n*个因变量平均值。

根据统计学原理,相关系数越大,代表变量间的相关性越大,按照相关系数大小将特征参数分为4类:相关系数绝对值大于0.7代表相关性极高,主要为用液强度;相

关系数绝对值介于0.5~0.7代表相关性高,主要为TOC含量、缝网复杂程度和稳定含水时油压;相关系数绝对值介于0.3~<0.5代表相关性中低,主要为压力系数、岩相类型、稳定含水时返排率等;相关系数绝对值小于0.3代表相关性低(表2)。

表2 各参数与累产油量相关系数  
Table 2 Correlation coefficients between each parameter and cumulative oil production

| 累产油量        | 地质参数              |       |       |      |      | 工程参数  |       |      |      |        | 开发参数  |      |         |          |       |        |
|-------------|-------------------|-------|-------|------|------|-------|-------|------|------|--------|-------|------|---------|----------|-------|--------|
|             | $\omega$<br>(TOC) | $S_1$ | 成熟度   | 压力系数 | 岩相类型 | 水平段长度 | 加砂强度  | 用液强度 | 改造体积 | 缝网复杂程度 | 焖井时间  | 开井压力 | 稳定含水时油压 | 稳定含水时返排率 | 千吨液降压 | 含水下降速度 |
| 见油后平均日产油量   | 0.67              | -0.01 | -0.05 | 0.41 | 0.36 | -0.09 | 0.01  | 0.90 | 0.13 | 0.59   | -0.18 | 0.25 | 0.57    | -0.47    | -0.04 | 0.44   |
| 见油90 d累产油量  | 0.60              | -0.03 | 0.13  | 0.28 | 0.28 | -0.08 | -0.08 | 0.79 | 0.13 | 0.48   | 0.05  | 0.47 | 0.67    | -0.50    | 0.06  | 0.38   |
| 见油180 d累产油量 | 0.63              | 0.02  | -0.01 | 0.36 | 0.35 | -0.05 | -0.03 | 0.86 | 0.10 | 0.53   | -0.06 | 0.32 | 0.58    | -0.45    | -0.03 | 0.38   |
| 见油300 d累产油量 | 0.64              | 0.00  | -0.08 | 0.38 | 0.34 | -0.09 | -0.05 | 0.87 | 0.10 | 0.56   | -0.19 | 0.22 | 0.53    | -0.46    | -0.09 | 0.45   |
| 见油360 d累产油量 | 0.65              | 0.01  | -0.11 | 0.38 | 0.37 | -0.10 | -0.05 | 0.89 | 0.07 | 0.55   | -0.21 | 0.18 | 0.52    | -0.45    | -0.12 | 0.42   |
| 见油420 d累产油量 | 0.64              | 0.02  | -0.10 | 0.39 | 0.37 | -0.07 | -0.06 | 0.89 | 0.07 | 0.54   | -0.21 | 0.18 | 0.51    | -0.44    | -0.13 | 0.42   |

为进一步定量评价产能主控因素,以每百米水平段见油420 d累产油量为评价参数,将16个生产特征的相关系数开展归一化处理,计算得到各参数对产能影响的权重(图13)。

结果表明:影响产能主要地质参数为TOC含量、压

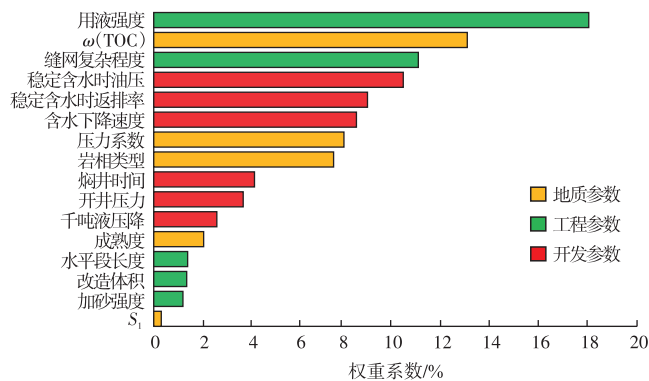


图13 各参数对累产油量影响程度

Fig. 13 Degree of influence of each parameter on cumulative oil production

力系数和岩相类型,主要工程参数为用液强度和缝网复杂程度,主要开发参数为稳定含水时油压、稳定含水时返排率和含水下降速度。

1) 地质参数方面,基于页岩油富集规律研究认为:苏北盆地高邮凹陷阜二段页岩油生产特征差异主要受保存条件和岩相组合的影响,断层控制页岩油层间差异富集,岩相组合控制页岩油层内差异富集。

苏北盆地高邮凹陷花庄地区断层发育,阜二段页岩油在生烃增压作用下向上、下常规储层排烃,同时断层错断导致泥砂对置发生侧排,造成层间差异富集。页V亚段有利层厚度薄,长英页岩类和灰云页岩类占比较大,裂缝更为发育,底板厚度薄,页岩油富集程度(TOC含量、压力系数)低于页IV亚段。在亚段内部,小层平均含水与TOC含量、 $S_1$ 、孔喉结构相关性较好,反映主要受页岩本身(岩相)影响,岩相差异是页IV亚段内部产能差异主要原因。混积页岩夹白云石条带为最优的岩相组合,生油性和含油性较好,孔隙类型多样,以中大孔为主;特别是

白云石条带内剪切缝发育,与基质孔共同形成多级孔、缝系统协同发育的储集空间,有利于油、水高效置换,排采产油贡献率高,含水下降快。

2) 工程参数方面,产能主要受用液强度和缝网复杂程度的影响。页岩储层发育微纳米级孔隙,流动阻力大。用液强度越大,地层能量提升幅度越大,基质与裂缝接触和沟通的通道越多,压裂液进入参与渗吸置换效率越高,对应累产量越高。同时研究和矿场实践发现,随着用液量的增大,压裂液增加地层能量的幅度和能力逐渐降低,页岩油投资成本上升,因此,页岩储层改造存在合理的技术政策。

3) 开发参数方面,影响产能的主要开发参数为稳定含水时油压、稳定含水时返排率和含水下降速度,这3个参数主要受地质特征参数和工程参数的影响,是地质、工程参数的综合表征。

在明确产能主控因素的基础上,分别采用五因素法和七因素法与每百米见油420 d累产油量开展多元回归分析,得到各参数回归系数,进而分别得到五因素法和七因素法归一化后的回归方程。

五因素法为:

$$Q = -1.08 - 0.43x_1 + 2.03x_2 + 0.35x_3 + 0.11x_4 - 0.09x_5 \quad (3)$$

七因素法为:

$$Q = -1.73 + 0.62x_1 + 3.03x_2 + 0.22x_3 + 0.99x_4 + 1.77x_5 + 1.09x_6 - 2.85x_7 \quad (4)$$

式中: $Q$ 为阶段百米累产油量,单位t; $x_1$ 为TOC含量,%; $x_2$ 为用液强度,单位 $\text{m}^3/\text{m}$ ; $x_3$ 为缝网复杂程度,%; $x_4$ 为稳定含水时油压,单位MPa; $x_5$ 为稳定含水时返排率,%; $x_6$ 为含水下降速度,单位%/d; $x_7$ 为压力系数。

运用回归方程反求累产油量,得到每百米见油420 d累产油量回归公式拟合曲线如图14所示。图中的拟合线即为回归方程计算出的累产油量值,大部分井累产油量拟合值与实际值吻合度较高,五因素法累产油量拟合精度达65%,七因素法拟合精度超过85%,七因素法精度较高,计算的回归方程具有较强适用性。后续新井在明确TOC含量、用液强度等参数的基础上,可采用七因素法计算出的回归方程对阶段产量进行预测。

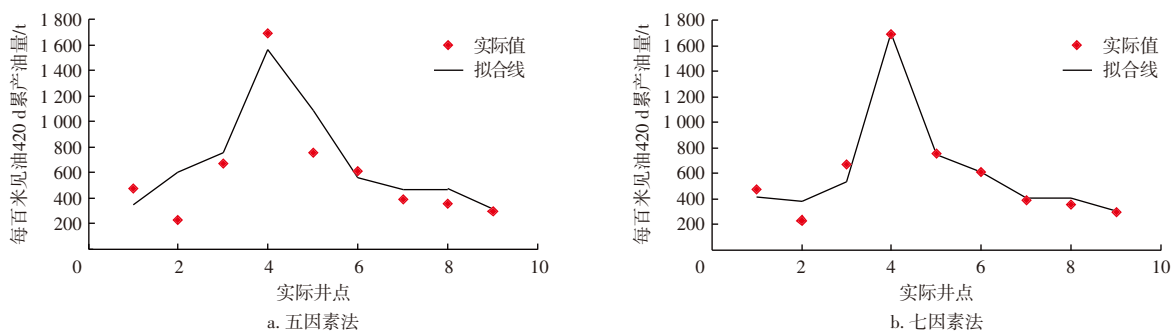


图14 每百米见油420 d累产油量拟合

Fig. 14 Fitting of cumulative oil production per 100 m at 420 days of oil breakthrough

## 4 结论

1) 苏北盆地高邮凹陷阜二段页IV、页V亚段生产特征差异大。页IV亚段页岩油井见油早,含水下降速度快,单井产能高,典型井h2cHF井符合“双曲-指数”混合递减规律,预测EUR为 $4.8 \times 10^4 \text{t}$ ,具备效益开发的潜力;页V亚段具有一定的产能,随着工程工艺及开发技术的进步,产能具有一定的提升空间。

2) 小油嘴控压生产压降速度小,产液弹性产率高。高邮凹陷页岩油井采用3.0~4.0 mm小油嘴控压生产,平均产液弹性产率在2000 t/MPa以上。受含水下降速度影响,页IV亚段产油弹性产率高于页V亚段,能量利用率高。

3) 苏北盆地高邮凹陷仍处于勘探评价阶段,投产页岩油井均为探评井,根据目前现有井研究认识:影响产能

主要地质参数为TOC含量、压力系数和岩相类型,主要工程参数为用液强度和缝网复杂程度,主要开发参数为稳定含水时油压、稳定含水时返排率和含水下降速度。采用七因素法计算出的回归方程可对阶段产量进行精度较高地预测。

### 参考文献

- [1] 张福祥,李国欣,郑新权,等.北美页岩革命时代带来的启示[J].中国石油勘探,2022,27(1):26-39.  
ZHANG Fuxiang, LI Guoxin, ZHENG Xinquan, et al. Enlightenment from the post shale revolution era in North America[J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(1): 26-39.
- [2] 方正伟,刘惠民,田雯,等.陆相断陷盆地陡坡深陷区页岩岩相特征与分布规律[J].中国石油大学学报(自然科学版),2025,49(5):57-70.  
FANG Zhengwei, LIU Huimin, TIAN Wen, et al. Lithofacies characteristics and distribution regularities of shale in the steep

- slope and deep zone of continental faulted basins[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2025, 49(5): 57-70.
- [3] 钟志国,于雯泉,段宏亮,等.苏北盆地中低TOC复杂断块页岩油勘探进展与攻关方向[J]. *油气藏评价与开发*, 2025, 15(1): 11-18.  
ZHONG Zhiguo, YU Wenquan, DUAN Hongliang, et al. Progress and research direction of shale oil exploration in complex fault blocks with low to medium TOC in Subei Basin[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2025, 15(1): 11-18.
- [4] 孙雅雄,朱相羽,邱旭明,等.苏北盆地高邮凹陷阜宁组二段页岩裂缝特征分析[J]. *油气藏评价与开发*, 2024, 14(3): 414-424.  
SUN Yaxiong, ZHU Xiangyu, QIU Xuming, et al. Characteristics of shale fractures in the second member of Funing Formation in Gaoyou Sag of Subei Basin[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2024, 14(3): 414-424.
- [5] 付茜,段宏亮,刘世丽,等.高邮凹陷花庄地区阜二段页岩储层孔隙结构特征研究[J]. *复杂油气藏*, 2024, 17(2): 131-138.  
FU Qian, DUAN Hongliang, LIU Shili, et al. Study on pore throat structure characteristics of shale reservoirs in the second member of Funing Formation in the Huazhuang area of Gaoyou Sag[J]. *Complex Hydrocarbon Reservoirs*, 2024, 17(2): 131-138.
- [6] 顾天甫,孙豪飞,张雪莹,等.川东地区吴家坪组页岩储层孔隙结构及发育控制因素[J]. *断块油气田*, 2025, 32(1): 1-9.  
GU Tianfu, SUN Haofei, ZHANG Xueying, et al. Pore structure and development control factors of shale reservoirs in Wujiaping Formation, eastern Sichuan Basin[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2025, 32(1): 1-9.
- [7] 蔡潇,高玉巧,何希鹏,等.陆相页岩层系纹层组合特征及烃类富集机制:以苏北盆地溱潼凹陷古近系阜宁组二段为例[J]. *石油勘探与开发*, 2025, 52(6): 1315-1327.  
CAI Xiao, GAO Yuqiao, HE Xipeng, et al. Lamina combination characteristics and hydrocarbon enrichment mechanism of continental shale formations: A case study of the second member of the Paleogene Funing Formation in the Qintong Sag, Subei Basin, China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2025, 52(6): 1315-1327.
- [8] 孙龙德,崔宝文,朱如凯,等.古龙页岩油富集因素评价与生产规律研究[J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(3): 441-454.  
SUN Longde, CUI Baowen, ZHU Rukai, et al. Shale oil enrichment evaluation and production law in Gulong Sag, Songliao Basin, NE China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(3): 441-454.
- [9] 赵贤正,周立宏,蒲秀刚,等.湖相页岩型页岩油勘探开发理论与实践:以渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔店组为例[J]. *石油勘探与开发*, 2022, 49(3): 616-626.  
ZHAO Xianzheng, ZHOU Lihong, PU Xiugang, et al. Theories, technologies and practices of lacustrine shale oil exploration and development: A case study of Paleogene Kongdian Formation in Cangdong sag, Bohai Bay Basin, China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(3): 616-626.
- [10] 袁士义,雷征东,李军诗,等.陆相页岩油开发技术进展及规模效益开发对策思考[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2023, 47(5): 13-24.  
YUAN Shiyi, LEI Zhengdong, LI Junshi, et al. Progress in technology for the development of Continental shale oil and thoughts on the development of scale benefits and strategies[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2023, 47(5): 13-24.
- [11] 袁士义,雷征东,李军诗,等.古龙页岩油有效开发关键理论技术问题与对策[J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(3): 562-572.  
YUAN Shiyi, LEI Zhengdong, LI Junshi, et al. Key theoretical and technical issues and countermeasures for effective development of Gulong shale oil, Daqing Oilfield, NE China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(3): 562-572.
- [12] 何贵松,孙斌,高玉巧,等.川东南地区二叠系茅口组一段非常规天然气富集高产主控因素[J]. *石油勘探与开发*, 2025, 52(2): 362-373.  
HE Guisong, SUN Bin, GAO Yuqiao, et al. Main factors controlling unconventional gas enrichment and high production in the first member of Permian Maokou Formation, southeastern Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2025, 52(2): 362-373.
- [13] 金之钧,朱如凯,梁新平,等.当前陆相页岩油勘探开发值得关注的几个问题[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(6): 1276-1287.  
JIN Zhijun, ZHU Rukai, LIANG Xinping, et al. Several issues worthy of attention in current lacustrine shale oil exploration and development[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(6): 1276-1287.
- [14] 高玉巧,何希鹏,程熊,等.陆相咸化湖盆“低TOC”烃源岩高生烃效率探讨:以苏北盆地溱潼凹陷阜宁组二段泥页岩为例[J]. *油气藏评价与开发*, 2024, 14(5): 678-687.  
GAO Yuqiao, HE Xipeng, CHENG Xiong, et al. Discussion on high hydrocarbon generation efficiency of saline lacustrine source rocks with low TOC: A case study of the second member of Funing Formation, Qintong Sag, Subei Basin[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2024, 14(5): 678-687.
- [15] 余文端,高玉巧,晁灵,等.溱潼凹陷阜宁组二段泥页岩含油性及其页岩油富集层段分布[J]. *油气藏评价与开发*, 2024, 14(5): 688-698.  
YU Wenduan, GAO Yuqiao, ZAN Ling, et al. Distribution of oil bearing and shale oil-rich strata in the second member of Funing Formation in Qintong Sag[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2024, 14(5): 688-698.
- [16] 高玉巧,蔡潇,夏威夷,等.苏北盆地古近系泰州组二段页岩油储层差异成储机理[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(6): 1947-1959.  
GAO Yuqiao, CAI Xiao, XIA Wei, et al. Differential reservoir formation mechanism of shale oil in the second member of Paleogene Taizhou Formation, Subei Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(6): 1947-1959.
- [17] 李浩,陆建林,王保华,等.陆相页岩油富集高产关键因素分析[J]. *现代地质*, 2020, 34(4): 837-848.  
LI Hao, LU Jianlin, WANG Baohua, et al. Critical controlling factors of enrichment and high-yield of land shale oil[J]. *Geoscience*, 2020, 34(4): 837-848.
- [18] 李阳,赵清民,吕琦,等.中国陆相页岩油开发评价技术与实践[J]. *石油勘探与开发*, 2022, 49(5): 955-964.  
LI Yang, ZHAO Qingmin, LYU Qi, et al. Evaluation technology and practice of continental shale oil development in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(5): 955-964.
- [19] 葛政俊,罗钰涵,谌廷姍,等.陆相页岩油水平井开发合理生产制度优化:以苏北盆地A区块阜二段为例[J]. *复杂油气藏*, 2024, 17

- (1): 56-61.  
GE Zhengjun, LUO Yuhan, CHEN Tingshan, et al. Optimization of rational production system for horizontal well development in continental shale oil: A case of the second member of Funing Formation in Block A of Subei Basin[J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2024, 17(1): 56-61.
- [20] 姚红生, 邱伟生, 周德华, 等. 苏北盆地复杂断块油藏CCUS-EOR关键技术与实践[J]. 天然气工业, 2025, 45(9): 212-222.  
YAO Hongsheng, QIU Weisheng, ZHOU Dehua, et al. Key technologies and practices of CCUS-EOR in complex fault-block reservoirs in the Subei Basin[J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(9): 212-222.
- [21] 陈洪才, 谌廷姍, 庄园, 等. 页岩油压裂水平井试井测试方法研究[J]. 复杂油气藏, 2024, 17(2): 174-181.  
CHEN Hongcai, CHEN Tingshan, ZHUANG Yuan, et al. Research on well test method of shale oil fracturing horizontal well[J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2024, 17(2): 174-181.
- [22] 廖凯, 张士诚, 谢勃勃. 页岩油体积压裂后合理焖井时间模拟研究[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(5): 749-755.  
LIAO Kai, ZHANG Shicheng, XIE Bobo. Simulation of reasonable shut-in time for shale oil after volume fracturing[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(5): 749-755.
- [23] 刘绪钢, 李国锋, 李雷, 等. 页岩油储层压裂液渗吸驱油机理研究[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(5): 756-763.  
LIU Xugang, LI Guofeng, LI Lei, et al. Imbibition displacement mechanism of fracturing fluid in shale oil reservoir[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(5): 756-763.
- [24] 齐亚东, 王军磊, 庞正炼, 等. 非常规油气井产量递减规律分析新模式[J]. 中国矿业大学学报, 2016, 45(4): 772-778.  
QI Yadong, WANG Junlei, PANG Zhenlian, et al. A novel empirical model for rate decline analysis of oil and gas wells in unconventional reservoirs[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2016, 45(4): 772-778.
- [25] 孙翰文, 费繁旭, 高阳, 等. 吉木萨尔陆相页岩水平井压裂后产量影响因素分析[J]. 特种油气藏, 2020, 27(2): 108-114.  
SUN Hanwen, FEI Fanxu, GAO Yang, et al. Production sensitivity analysis of fractured horizontal wells in Jimusar continental shale[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(2): 108-114.
- [26] 柴妮娜, 李嘉瑞, 张力文, 等. 夹层型陆相页岩油储层压裂裂缝扩展实验研究[J]. 油气藏评价与开发, 2025, 15(1): 124-130.  
CHAI Nina, LI Jiarui, ZHANG Liwen, et al. Experimental study on hydraulic fracture propagation in interbedded continental shale oil reservoirs[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(1): 124-130.
- [27] 李玉杰. 考虑应力敏感和多尺度流动的页岩气渗流模型[J]. 非常规油气, 2025, 12(1): 117-122.  
LI Yujie. Shale gas flow model considering stress sensitivity and multi-scale flow[J]. Unconventional Oil & Gas, 2025, 12(1): 117-122.
- [28] 李留杰, 唐后军, 郭粉转, 等. 一种适用于延长油田长7页岩油水平井产量预测的改进经验模型[J]. 非常规油气, 2024, 11(4): 106-114.  
LI Liujie, TANG Houjun, GUO Fenzhuan, et al. An improved empirical model for production prediction of horizontal wells of Chang 7 shale oil in Yanchang Oilfield[J]. Unconventional Oil & Gas, 2024, 11(4): 106-114.
- [29] 沈童, 卢文涛, 郑爱维, 等. 四川盆地复兴地区侏罗系陆相页岩油可采储量评价方法[J]. 天然气勘探与开发, 2024, 47(5): 39-47.  
SHEN Tong, LU Wentao, ZHENG Aiwei, et al. An integrated method for estimating recoverable reserves of Jurassic continental shale oil in Fuxing area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2024, 47(5): 39-47.
- [30] 何明航, 周长静, 古永红, 等. 压裂缝高度对致密砂岩气储层水平井产能的影响[J]. 断块油气田, 2024, 31(4): 720-725.  
HE Mingfang, ZHOU Changjing, GU Yonghong, et al. Influence of fracturing fracture height on productivity of horizontal wells in tight sandstone reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2024, 31(4): 720-725.
- [31] 薛婷, 黄天镜, 成良丙, 等. 鄂尔多斯盆地庆城油田页岩油水平井产能主控因素及开发对策优化[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(12): 1880-1888.  
XUE Ting, HUANG Tianjing, CHENG Liangbing, et al. Dominating factors on shale oil horizontal well productivity and development strategies optimization in Qingcheng Oilfield, Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(12): 1880-1888.
- [32] 刘巍, 曹小朋, 胡慧芳, 等. 页岩油水平井产量影响因素分析及压裂参数优化决策[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(5): 764-770.  
LIU Wei, CAO Xiaopeng, HU Hui芳, et al. Production influencing factors analysis and fracturing parameters optimization of shale oil horizontal wells[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(5): 764-770.
- [33] 王云金, 周福建, 孟祥燕, 等. 吉木萨尔凹陷页岩油压裂产量预测及影响因素分析[J]. 断块油气田, 2025, 32(6): 908-916.  
WANG Yunjin, ZHOU Fujian, MENG Xiangyan, et al. Analysis of production prediction and influencing factors for shale oil fracturing in Jimsar Sag[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2025, 32(6): 908-916.
- [34] 赵文, 张遂安, 孙志宇, 等. 基于G函数曲线分析的压后裂缝复杂性评估研究[J]. 科学技术与工程, 2016, 16(33): 29-33.  
ZHAO Wen, ZHANG Sui'an, SUN Zhiyu, et al. Evaluative research for the fracture complexity after fracturing based on the G-function curves analysis[J]. Science Technology and Engineering, 2016, 16(33): 29-33.

(编辑 李青)